

BRAZILIAN BUSINESS REVIEW

Vol. 1, No. 1

Vitoria - ES, Jan – Jun. 2004

DOI : <http://dx.doi.org/10.15728/bbr.2004.1.1.5>

p. 63-73

Medindo Eficiência de Custos no Setor de Distribuição de Energia Elétrica Brasileiro

Wagner Montoro Júnior

IBMEC Rio de Janeiro

Arilton Teixeira

Fundação Capixaba de Pesquisas

em Contabilidade, Economia e Finanças

RESUMO: O presente trabalho tem o objetivo de verificar a aplicabilidade de métodos paramétricos, que meçam a eficiência de custos de empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil. Estimamos funções de custos totais, derivadas a partir de uma função de produção COBB DOUGLAS. O modelo de fronteira de custo é estimado usando-se os métodos GLS (Variance Components – Random effects) e Pooled Least Square (Fixed Effects). Estes métodos são aplicados a uma amostra de 25 empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil. Os dados consistem em um painel não balanceado sobre um período de 12 anos, de 1990 até 2001. Os resultados encontrados indicam que no período temporal adotado, todas as empresas são igualmente eficientes no controle de seus custos.

Palavras-chaves: eficiência de custos, distribuição, energia elétrica.

Arilton Teixeira

Doutor em Economia

Fucape Business School

Endereço: Av. Fernando Ferrari, Boa Vista, Vitória –

ES – Brasil, CEP: 29075-505

Email: arilton@fucape.br

Telefone: 27 40094402

Wagner Montoro Júnior

Endereço: Av. Fernando Ferrari, Boa Vista, Vitória –

ES – Brasil, CEP: 29075-505

Telefone: 27 4009440

I. INTRODUÇÃO

A transmissão e distribuição de eletricidade foram consideradas como monopólios naturais, e deste modo menos afetadas pelas ondas recentes de desregulamentação no setor de energia elétrica. Porém, com a introdução da competição no setor de geração ocorrida na década de 80, a reforma regulatória e os incentivos à eficiência nas empresas de distribuição, se tornaram mais comuns. No sistema tradicional brasileiro de regulação do custo do serviço, as companhias recuperam seus custos com uma taxa de retorno garantida livre de risco, e então têm pouco incentivo para minimizar custos.

Por outro lado, os esquemas de regulação baseados em incentivo são montados para prover estímulo para a eficiência, compensando positivamente a companhia pelas suas economias. Uma variedade de métodos é proposta na literatura. Taxa de retorno móvel, Esquemas de regulação com a definição de teto de preço ou receita, Regulação Yardstick e Menu de contratos são os principais esquemas aplicados no setor¹. Jamasb e Pollitt efetuaram extenso estudo sobre diferentes práticas de regulação nos mercados de energia elétrica de diversos países. Virtualmente todos os modelos de regulação visando à eficiência de custos baseados em incentivo são baseados em benchmarking, isto é, medem a eficiência da companhia baseado em uma referência de performance.

Devemos considerar que a ineficiência de custos é um desvio do ponto ótimo na produção ou fronteira de custo. Este desvio pode ser resultado de duas fontes: deficiências tecnológicas, e problemas devido a uma má alocação de recursos na produção. Ambos, técnicos e alocativa, são incluídos em ineficiência de custos, que é, por definição, a divergência dos custos mínimos para produzir, dado um nível de produção, e os preços dos insumos.

Existe uma grande variedade de métodos para se medir eficiência de custo. Este grupo de medidas vai dos indicadores básicos até medidas mais complexas obtidas de análises multivariadas. Os indicadores básicos são medidas simples, como unidade média do custo ou produtividade média do trabalho, e são comumente usados na prática. Entretanto falham em desconsiderar as diferenças entre as condições e oportunidades dos diferentes perfis das companhias. Rossi e Ruzzier (2000) forneceram uma discussão comparativa de diferentes abordagens usadas em cross-seccional e dados de painel. Uma das principais vantagens dos métodos paramétricos é sua habilidade no controle da heterogeneidade não observada entre as companhias. Em particular, modelos de dados de painel apresentam um melhor controle da possibilidade de existência para tais dissimilaridades. Assim, este modelo passa a ser um assunto importante no setor de distribuição de eletricidade, onde diferentes companhias lidam com diversos tipos e densidades de consumidores e diferentes condições geográficas. Estes fatores, como também outras características não observadas, afetam potencialmente os custos, mas não são necessariamente indicativos de diferentes eficiências. A ineficiência medida pode então ser afetada por estes fatores, confundindo as avaliações. Portanto, companhias que enfrentam condições desfavoráveis não observáveis podem ser classificadas indevidamente como produtores ineficientes.

O desenvolvimento teórico de modelos estocásticos de fronteira em dados de painel, tem sido assunto na literatura especializada². Os resultados sugerem que a confiabilidade de

¹ Ver Jamasb e Pollitt (2000) e Joskow e Schmalensee (1986) sobre modelos de regulação.

² Ver Greene (2001).

diferentes modelos depende da natureza da produção. Em setores como o da distribuição de eletricidade, a tecnologia da produção é uma função bastante complexa, que depende de uma variedade de parâmetros externos, associados com o ambiente de produção e características de demanda. Métodos de produção se aprimoram ao longo do tempo e é importante se capturar estes avanços nas funções de produção. Inicialmente, uma combinação de capital e trabalho pode ser usada para se alcançar um dado nível de produção, mas com o desenvolvimento de técnicas superiores, é possível se atingir o mesmo nível de produção com menos insumos. Uma forma de se medir o progresso tecnológico é se verificar que o nível de produção inicialmente obtido com uma dada quantidade de capital e com um dado volume de trabalho é também obtido com uma quantidade inferior de trabalho. A produção por empregado cresce. Cabe entretanto cautela nesta avaliação uma vez que um acréscimo na quantidade de capital também pode promover um aumento na produção por empregado. O uso de uma função de produção adequada pode ajudar a diferenciar os dois fenômenos e permitir a obtenção de uma estimativa acurada da taxa de progresso tecnológico. A primeira observação a ser feita sobre o progresso tecnológico é que historicamente a taxa de crescimento da produção ao longo do tempo excede ao crescimento da produção, atribuído do ponto de vista convencional.

Estudos realizados por Prescott (1997) indicam que o progresso tecnológico, medido através das variações da produtividade total dos fatores, pode ser utilizado para se avaliar o crescimento econômico dos países, por meio da correlação direta com a alteração da renda percapita, que aponta para a produtividade do trabalho

Focado em métodos paramétricos, usando diferentes modelos de dados de painel, e tendo como inspiração a utilização do potencial denotativo da produtividade total dos fatores, este trabalho procura estudar até que ponto podemos aplicar o fator de progresso tecnológico, considerado existente numa função COBB DOUGLAS adotada, como indicador de eficiência. Tenta-se mostrar que os graus de ineficiência podem ser medidos presumindo-se que quão maior for o fator de progresso tecnológico, menor será sua função custo e conseqüentemente mais eficiente será a empresa. A Seção 2 descreve a teoria microeconômica aplicada na definição das funções custo e produção adotadas e do conceito de fronteira de custos eficiente. A Seção 3 descreve os dados utilizados neste estudo e de que forma foram levantados. A Seção 4 demonstra os resultados obtidos na estimação. As conclusões são colocadas na Seção 5.

II. METODOLOGIA

De acordo com a teoria microeconômica de minimização de custos, devemos supor que as empresas, a partir de seus fatores de produção, querem obter o meio mais barato de alcançar um dado nível de produção. A solução para esse problema dependerá dos preços dos fatores de produção e do nível de produção desejado. Desta forma, a solução será uma **função custo**, que definirá custos mínimos para um dado nível de produção, preços dos fatores e restrições tecnológicas de produção existentes. Quando representamos este problema de custos e restrições graficamente através de isoquantas, verificamos que a escolha ótima, que minimiza os custos, é determinada ao encontrar-se o ponto na isoquanta que está associado à curva isocusto mais baixa. No setor de energia elétrica, é improvável que todas as firmas operem nesta fronteira. O fracasso no atingimento da fronteira de custo implica na existência de ineficiência técnica e alocativa. Do ponto de vista teórico podemos supor que a atividade de distribuição de energia elétrica pode ser retratada de acordo com função de produção Cobb-Douglas

$$q = AK^\alpha L^\beta$$

onde a produção (q), depende da quantidade de capital (K) e da quantidade de trabalho (L), estando ambos sujeitos a um fator de progresso tecnológico.

Com o custo unitário do capital sendo representado por v e o custo unitário do trabalho por w temos que o custo total de produção será dado por

$$CT = vK + wL$$

Consideraremos agora como um problema de minimização de custos tal que

$$C(w, r, q) = \min_{K, L} \{rK + wL\}$$

$$\text{Sujeito a } q = AK^\alpha L^\beta$$

Resolvendo este problema, obtemos que a função custo é equivalente à:

$$C(w, v, q) = vK(w, r, q) + wL(w, r, q) \\ = A^{\frac{1}{\alpha+\beta}} \left[\left(\frac{\alpha}{\beta} \right)^{\frac{\alpha}{\alpha+\beta}} + \left(\frac{\alpha}{\beta} \right)^{\frac{\beta}{\alpha+\beta}} \right] r^{\frac{\alpha}{\alpha+\beta}} w^{\frac{\beta}{\alpha+\beta}} q^{\frac{1}{\alpha+\beta}} \quad (1)$$

onde $K(w, r, q)$ e $L(w, r, q)$ são as funções demanda de fatores condicionados, ou seja, quanto de cada fator a empresa utiliza se quiser alcançar determinado nível de produção da forma mais eficiente, do ponto de vista dos custos.

Na equação (1), identifica-se a influência do progresso tecnológico na função custo, através do fator A , o qual é a peça chave neste estudo. Tentaremos medir por meio da produtividade total dos fatores o custo das empresas concessionárias de energia elétrica, tendo em mente que este fator indicará de forma inversa a capacidade da corporação em efficientizar seus custos de produção, ou seja, quanto maior este fator menor será o resultado da função custo e conseqüentemente mais eficiente será a firma. Cabe salientar também, que todas as concessionárias consideradas neste trabalho, atuam no mercado brasileiro de distribuição de energia, estando desta forma sujeitas às mesmas condições macro-econômicas. Através da produtividade total dos fatores, estimada a partir do horizonte de estudo, busca-se avaliar a eficiência produtiva, mais especificamente no tocante ao controle dos custos operativos. A estimação de tais fatores indicará quais empresas apresentam progresso tecnológico mais elevado, menor função custo de produção e, por conseguinte, maior eficiência de custos.

Em todo o processo de produção o progresso tecnológico é fundamental. Do ponto de vista da produção, um plano de produção é dito eficiente se não houver forma de se produzir mais com os mesmos insumos ou de se produzir a mesma quantidade com menos insumos. No setor de distribuição de energia elétrica, o progresso tecnológico contribui na redução das perdas, técnica e comercial e na modernização de materiais e equipamentos aplicados na construção das redes de distribuição, do que no aumento da produção de energia ou na expansão de mercado de atuação. Empresas distribuidoras tecnologicamente avançadas, investem intensamente em tecnologias de medição de consumo, em controles remotos, e na detecção de perdas.

2.1 Especificação da Função de Custo de Fronteira

As empresas de distribuição de eletricidade operam em redes com perfis diferentes, que afetam diretamente os custos. Como discutido em Robert (1986), Salvanes e Tjota (1994) e Thompson (1997), a função de custo deve levar em conta as diferenças entre as características da rede e outros fatores que não são diretamente correlacionados com a eficiência mas afetam os custos. A especificação usada aqui utiliza basicamente o modelo usado por Filippini (1998). A produção é medida pelo número total de kWh entregue. Os insumos para o processo de distribuição de eletricidade consistem principalmente de trabalho, capital e energia. O custo total de uma empresa de distribuição de eletricidade pode ser então representada por:

$$C = C(ENER, DFIN, PES, COMB, DEC, T, DUM) ? \quad (2)$$

onde C representa o custo total, $ENER$ é a quantidade de energia disponibilizada em kWh, $DFIN$ é o custo de capital próprio da empresa, estimado conforme proposto por Sanvicente e Minardi (2002), PES é a despesa média por empregado, $COMB$ a tarifa paga na compra de energia para revenda (suprimento), DEC a medida de qualidade na prestação dos serviços de distribuição, DUM uma variável dummy para distinguir a existência de dois períodos, um antes e outro após a mudança da política cambial ocorrida em 1999 e T uma variável tempo representando a tendência linear do progresso tecnológico.

As condições de regularidade exigem que a função de custo da equação (1) seja linearmente homogênea quanto às entradas de preços, não decrescente e côncava. O modelo Cobb-Douglas é uma das principais funções comumente usadas na literatura. A especificação de Cobb-Douglas da função de custo em (1) pode ser escrita como:

$$\ln\left(\frac{C}{COMB}\right) = \beta_0 + \beta_Y \ln ENER + \beta_K \ln DFIN + \beta_L \ln\left(\frac{PES}{COMB}\right) + \gamma_1 \ln DEC + \delta_1 DUM + \tau_T T$$

Por conta da homogeneidade nos preços dos insumos os valores em moeda são divididos pela tarifa da energia comprada para revenda.

III. OS DADOS

Os dados usados neste trabalho, consistem em um painel não balanceado de 25 empresas brasileiras de distribuição de energia, num período de 12 anos, de 1990 até 2001. A amostra inclui 281 observações. Estes dados foram principalmente levantados a partir das informações constantes dos relatórios anuais e das demonstrações financeiras, obtidas junto às empresas e junto aos arquivos das Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS. Cabe salientar que o horizonte de estudo aqui adotado não foi prolongado para anos mais próximos devido à dificuldade na obtenção de alguns dados junto a algumas companhias, em decorrência de mudanças de alguns sócios controladores, os quais criaram dificuldades na prestação de informações. Este tipo de problema é inerente à estudos com aplicação de dados de painel³.

³ De acordo com L. D. Marques (2000) análises econométricas com dados de painel não estão isentas de problemas relacionados com a coleta de informações.

Existem aproximadamente 60 companhias de distribuição de eletricidade no Brasil. Este setor é caracterizado por companhias de portes variados, mas quando comparadas com empresas de outros países podem ser consideradas de porte médio a grande. A amostra usada neste estudo pode então, ser considerada como uma amostra representativa de empresas de distribuição relativamente grandes no país. Apesar de um grau considerável de variação em custos e outras características, a amostra representa companhias semelhantes quando comparadas ao setor inteiro.

A tabela 1 fornece as estatísticas sumarizadas das variáveis usadas nesta análise. Todos os valores em moeda nacional foram convertidos para o dólar norte americano usando-se para tal a taxa de câmbio média anual obtida junto ao banco de dados do IPEA DATA. O custo total anual das empresas (C) foi considerado como sendo a despesa operacional registrada anualmente nas contas de resultado das Demonstrações Financeiras. A variável *COMB* corresponde à tarifa média de suprimento, tendo em vista que as distribuidoras compram energia de mais de um gerador. Para as Distribuidoras que geram parte da energia que comercializam, considerou-se o custo de geração como sendo igual à menor tarifa de suprimento efetivamente paga pela empresa aos geradores. Os valores do trabalho (*PES*) foram definidos como sendo o salário médio anual, ou seja, o quociente entre a despesa com salários e encargos sociais, e o número de empregados. A variável *DFIN* é o custo de capital próprio da empresa, estimado conforme proposto por Sanvicente e Minardi (2002). Esta variável é medida em porcentagem, indicando que quanto menor, menor o custo de capital da empresa. A variável *DEC* mede o tempo médio em minutos de interrupção no fornecimento, caracterizando uma falha no sistema de distribuição.

TABELA 1
Estatísticas Descritivas.

	Média	Desvio Padrão	Mínimo	Máximo
Consumo total de Energia (Gigawh) - <i>ENER</i>	4.652,60	6.518,22	165,56	38.618,16
Custo de Capital Próprio (%) <i>DFIN</i>	43,84	13,00	34,53	139,42
Tarifa média de suprimento <i>COMB em Us\$/Mwh</i>	51,17	12,97	14,84	93,72
Média anual de salário por empregado (1000 US\$) <i>PES</i>	23,63	10,55	6,12	68,18
Tempo de interrupção do fornecimento <i>DEC</i> (minutos)	49,8	71,8	5,9	575,0

IV. RESULTADOS DA ESTIMAÇÃO

É possível constatar que de acordo com os resultados da Tabela 2, os estimadores para a energia vendida (*ENER*) e para a interrupção de fornecimento (*DEC*) são diferentes entre os modelos apresentados. Estas diferenças sugerem que a estimação pode ser sensível às características específicas de cada empresa, o que não é surpresa no setor de distribuição de energia. No modelo *FIXED EFFECT* (Pooled Least Square), os estimadores são baseados no pressuposto de que as variações aleatórias não observadas não são especificadas. Já no modelo *RANDOM EFFECT* (Variance Components), é assumido que existem especificidades ocultas entre as firmas, mas que as heterogeneidades entre elas não são correlacionadas com as características observadas. Na ausência de informações mais precisas sobre as

heterogeneidades não observadas entre as firmas, o modelo FIXED EFFECT poderia fornecer estimativas mais realistas sobre os fatores.

Destaque é dado para o estimador que representa a tendência linear do progresso tecnológico (T). Do ponto de vista estatístico, o mesmo se mostra não significativo, indicando que não foi identificado o efeito decorrente do progresso tecnológico em nenhuma das empresas estudadas, ao longo de todo o período.

Apesar dos resultados indicarem que as estimativas, tanto para RANDON EFFECT quanto para FIXED EFFECT, são estatisticamente significativas, para um nível de significância de 5% (p-valor de 0,055), os estimadores do modelo FIXED EFFECT se mostraram inconsistentes, na medida em que revelaram coeficiente negativo para o fator ENER, correspondente ao custo de energia comprada, fator este comprovadamente positivo, em se tratando de uma função custo de uma empresa distribuidora de energia elétrica.

TABELA 2
Parâmetros da Fronteira de Custo

	Fixed-Effects		Randon-Effects (GLS)	
	Coefficient	Std. Error	Coefficient	Std. Error
LOG(PES/COMB)	0.360978	0.079985	0.350610	0.080220
LOG(ENER)	-0.797723	0.384687	0.868791	0.053142
LOG(DFIN/COMB)	0.138131	0.070024	0.146165	0.069392
LOG(DEC)	-0.023792	0.067693	0.054313	0.056895
(T)	-0.038026	0.025672	-0.138752	0.010861
(DUM)	0.187289	0.085112	0.181829	0.087689
R-squared	0.924420		0.910431	

Na Tabela 3 é possível se verificar os estimadores de acordo com os dois modelos apresentados, para o fator de progresso tecnológico considerado na função custo. Os estimadores estão posicionados de forma a indicar ambos os resultados, das empresas que apresentam a eficiência de custos a partir do peso do fator de progresso tecnológico.

Quando se observam as dez empresas que possuem os menores fatores, cinco companhias aparecem nos dois modelos. Do ponto de vista da performance financeira, das cinco empresas que são apontadas como menos eficientes nos dois modelos, três são empresas que apresentam historicamente índices significativos de perdas técnicas e comerciais. Possuem dificuldades freqüentes de referência operacional, registrando receitas menores que despesas. Neste grupo podemos citar a CEAM, responsável pelo fornecimento de energia no estado do Amazonas, e a CEAL, que atua no estado de Alagoas e a CEMAR que recentemente esteve sob intervenção da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, uma vez que após prejuízos seqüentes e insolvência declarada foi devolvida ao poder concedente pelo sócio privado controlador. Cabe destacar que algumas destas (CEAM e CEAL) empresas tiveram seus controles transferidos dos Governos Estaduais para o Governo Federal com a finalidade de serem saneadas e absorvidas pelo setor privado. Entretanto não foram privatizadas e permanecem sob o controle federal, uma vez que não apresentaram condições mínimas de

auto suficiência, necessárias à sua comercialização. Por outro lado, das dez distribuidoras classificadas como mais eficientes, cinco são apontadas nos dois modelos e destas, três são empresas que apresentam baixos índices de perdas, e operam nos sistemas interligados, atendidos por energia de geração hidráulica, onde os custos de energia comprada para revenda se apresentam mais baixos. Podemos citar a CERJ e COELBA que apresentam geração de caixa e mercados consumidores importantes.

Do ponto de vista estritamente dos resultados obtidos nos modelos, verificamos que os estimadores do modelo RANDOM EFFECTS se mostram mais “bem comportados” quando comparados com os resultados alcançados no modelo FIXED EFFECTS, apesar da correlação acima descrita. Entretanto, o fato de encontrarmos estimadores com sinal negativo para a variável ENER, no modelo FIXED, indica que tais resultados devem ser tratados como inaceitáveis, uma vez que os gastos com compra de energia (ENER) devem necessariamente possuir sinal positivo na função custo proposta.

Resta portanto a verificação dos resultados gerados a partir do modelo RANDOM. Assim sendo, torna-se necessário a aplicação de um teste para os regressores obtidos no modelo RANDOM EFFECTS, a fim de se determinar até que ponto os componentes de erros estão presentes nos resultados.

TABELA 3
Estimadores dos Fatores de Progresso Tecnológico

	Randon-Effects (GLS)	Fixed-Effects
CEAM	-2,39	97,78
CEMIG	-0,42	108,35
CENF	-0,30	100,29
ENERGIPE	-0,25	103,26
ENERSUL	-0,18	104,07
CEB	-0,16	104,57
CEAL	-0,08	103,80
COSERN	-0,08	104,15
ESCELSA	-0,05	105,70
CEMAR	-0,06	104,05
CELG	0,03	105,76
COELCE	-0,03	105,48
SAELPA	-0,01	103,87
CEMAT	0,01	104,23
COELBA	0,07	106,60
CELESC	0,05	106,83
CFLCL	0,06	102,51
ELETROACRE	0,11	100,87
CELPE	0,09	106,15
COPEL	0,12	107,48
CELPA	0,16	104,87
CERON	0,20	102,99
CEPISA	0,29	103,52
CERJ	0,35	106,39
CESP	0,52	107,38

4.1 TESTE PARA O RANDON EFFECTS

Devemos considerar que o modelo de regressão RANDON EFFECT difere do modelo FIXED EFFECT pela inclusão da componente de choque aleatório u_i , caracterizando a iésima observação, sendo a mesma constante ao longo do tempo. Desta forma, o modelo de regressão é:

$$Y_{it} = \alpha + \beta' x_{it} + u_i + \epsilon_{it},$$

onde existem K regressores além do termo constante. Assume-se também que como u_i é choque aleatório temos que

$$E[u_i] = 0$$

$$E[u_i^2] = \sigma_u^2$$

O teste a ser aplicado foi criado por Breusch e Pagan (1980) e se baseia na utilização de um multiplicador de Lagrange, calculado a partir dos resíduos gerados na estimação OLS.

Para

$$\begin{aligned} H_0 \sigma_u^2 &= 0 \\ H_1 \sigma_u^2 &\neq 0 \end{aligned}$$

o teste estatístico é

$$LM = \frac{nT}{2(T-1)} \left[\frac{\sum_{i=1}^n \left[\sum_{t=1}^T e_{it} \right]^2}{\sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T e_{it}^2} - 1 \right]^2$$

onde LM é o multiplicador de Lagrange, sendo T o número de anos, e e os resíduos gerados no modelo OLS.

Sob a hipótese nula, LM tem distribuição qui-quadrada, com um grau de liberdade.

Assim sendo, considerando os resíduos OLS gerados e os períodos em questão, obtivemos o multiplicador de Lagrange no valor de 12,7727.

Os valores críticos para 5% e 1% de uma distribuição qui-quadrada com um grau de liberdade são 3,842 e 6,635 respectivamente. Verifica-se que o multiplicador de Lagrange obtido no teste aponta uma significância elevada para ambos os valores críticos, evidenciando a

presença inequívoca da influência dos componentes dos erros. Desta forma, é possível concluir que os resultados alcançados a partir do modelo RANDON EFECTS são decorrentes de choques, descartando-se a possibilidade dos mesmos serem sistêmicos e portanto representativos.

V. CONCLUSÕES

De acordo com os resultados obtidos nas regressões, é possível se inferir que o período temporal adotado no estudo foi submetido a diversos choques de diferentes origens. No período em questão (1990 – 2001) foram implantados pelo Governo Federal dois planos de controle de inflação, os quais foram acompanhados de alterações na moeda e mudanças nas paridades cambiais. Além destes fatos, no mesmo horizonte de estudo, a métrica de definição da tarifa de energia elétrica foi substituída por duas vezes, sendo uma delas quando da implantação do Programa Nacional de Desestatização – PND, que transferiu para o setor privado aproximadamente 70% das empresas analisadas. Outro fato de grande influência nos resultados, também sucedido no período avaliado, foi o choque de oferta de energia elétrica verificado no ano de 2001, criado a partir de circunstâncias hidrológicas desfavoráveis o qual obrigou às distribuidoras a alterarem suas estratégias de investimento, criando fortes frustrações em suas receitas, aumentando seus endividamentos, criando grandes pressões nas tarifas de suprimento, além de alterar de forma permanente os hábitos de uso da energia elétrica por parte da população, gerando transformações definitivas no mercado consumidor. Desta forma, é notório que o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro foi acometido por distúrbios significativos no horizonte de estudo, suficientes para quebrar a estrutura dos dados utilizados.

Os resultados obtidos demonstram também que os modelos propostos não encontraram resultados significativos capazes de quantificar a eficiência de custos e classificar as empresas quanto à sua competência em minimizá-los, concluindo desta forma, que todas as empresas são igualmente eficientes do ponto de vista da efficientização dos custos de produção.

Além das dificuldades encontradas em decorrência do já acima descrito, efeitos notáveis, causados pela heterogeneidade existente entre as empresas estudadas devem ser observados. Essas diferenças são particularmente consideráveis nas estimativas de eficiência entre companhias. Estudo similar efetuado no mercado de energia elétrica da Suíça, demonstrou que os resultados variam significativamente de acordo com o modelo aplicado, indicando que modelos de fronteira de custo não devem ser usados isoladamente na atividade de regulação, mas sim como uma ferramenta adicional, para reduzir a distância informacional entre os agentes reguladores e as empresas reguladas⁴.

REFERÊNCIAS

- ACCIOLY, ANDREA e SANVICENTE, ^a Estimação do Custo Médio de Capital de Empresas Sob Processo de Regulação Econômica no Brasil, Ibmec, mimeo, 2002.
- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). METODOLOGIA DO CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO, Resolução 286, 1999.
- ALVES FERREIRA, P.JOBIM. On the efficiency of the Argentinean Electricity Wholesale Market, University of Chicago, May, 2002.
- CEPE, Working Paper 08, June, 2001.

⁴ Ver Farsi-Filippini (2003)

- ESTACHE, Antonio, MARTIN A. ROSSI and CHRISTIAN A. RUZZIER. The Case for International Coordination of Electricity Regulation: Evidence from the Measurement of Efficiency in South America. World Bank Policy Research Paper 2907, Oct, 2002.
- FILIPPINI, MASSIMO and FARSI, MEHDI Regulation and Measuring Cost Efficiency With Panel Data Models: Application to Electricity Distribution Utilities. CEPE, Working Paper 19, Jan, 2003.
- FILIPPINI, MASSIMO, JORG WILD and KUENZLE.MICHAEL Scale and Cost Efficiency in the Swiss Electricity Distribution Industry: Evidence From a Frontier Cost Approach, Paper 19, Jan, 2003.
- GREENE, William. Estimating Econometric Models with Fixed Effects, Prentice Hall, Third Edition, 1997.
- JAMASB, TOORAJ and POLLITT MICHAEL. Benchmarking and Regulation of Electricity Transmission and Distribution Utilities: Lessons From International Experience. Mimeo.
- JAMASB, TOORAJ Reform and Regulation of the Electricity Sectors in Developing Countries. DAE Working Paper WP 0226. MIT, August 2002
- JOSKOW, PAUL L. California's Electricity Crisis. NBER. Working Paper 8442, August, 2001.
- LISBOA MOTA, RAFFAELA The Restructuring and privatisation of Electricity Distribution and Supply Business in Brazil: A Cost-Benefit Analysis. DAE Working Paper 309, MIT, Jan, 2003.
- LUIS DAVID MARQUES. Modelos Dinâmicos com Dados de Painei. CEMPRE, Working Paper 100, Out, 2000.
- NEWBERY, DAVID M. Regulating Electricity to Ensure Efficient Competition, CEPR, Working Paper 1101, Nov, 2001.
- NEWBERY, DAVID M. Regulatory Challenges to European Electricity Liberalisation, DAE Working Paper 230, MIT, May, 2002.
- NICHOLSON, WALTER Microeconomic Theory, Praeger, Seventh edition.
- PRESCOTT, Edward. Needed: A Theory of Total Factor Productivity," International Economic Review, 1998, 39, 525-52.
- University of Cambridge, December 2000.
- VARIAN, HAL R. Microeconomic Analysis. Prentice Hall, Third edition.
- VARIAN, HAL R. Microeconomia Princípios Básicos, Makron, quarta edição.